

УДК 553.98; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-3.01>

<https://orcid.org/0000-0002-5726-9567>

<https://orcid.org/0009-0001-4911-6245>

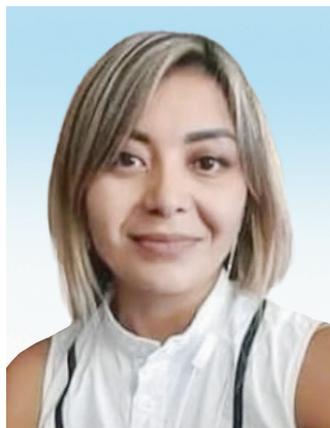
<https://orcid.org/0009-0006-6063-623X>

<https://orcid.org/0000-0002-3356-9717>

<https://orcid.org/0009-0001-3543-2431>

<https://orcid.org/0009-0002-4192-5192>

ГЕНЕРАТИВНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПОРОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ УРИХТАУ



Р.К. МАДИШЕВА¹,
PhD, и.о. доцента,
rimma_kz@mail.ru



Г.М. ЖЕКСЕНБАЕВА¹,
докторант,
gulmira_zh91@mail.ru



Р.К. АДИЛХАНОВ¹,
докторант,
rkbnm82@mail.ru



А.Б. ДЕМЕУОВА¹,
докторант,
Akmara179_79@mail.ru



М.Б. ИСМАГУЛОВ²,
директор по производству,
m.ismagulov@urikhtau.kz



А.М. ОСПАНОВ¹,
докторант,
a.ospanov@kstu.kz

¹КАРАГАНДИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. АБЫЛКАСА САГИНОВА
Республика Казахстан, 100000, г. Караганда, пр. Н. Назарбаева, 56

²ТОО «УРИХТАУ ОПЕРЕЙТИНГ»
Республика Казахстан, 030000, г. Ақтобе, пр. Абулхайыр хана, 10

Статья посвящена изучению процессов преобразования органического вещества в недрах земли под воздействием высоких температур и давления с целью генерации углеводородов. Основное внимание уделено использованию метода пиролиза на инструменте Rock-Eval для определения степени генерации углеводородов и оценки нефтегенерирующего потенциала породы.

Исследование подчеркивает ключевую роль параметра общего органического углерода (ТОС) в определении содержания керогена и углеводородов в породе Прикаспийского нефтегазового бассейна. Геологическая структура впадины также обозначается как важный фактор для понимания перспективных зон исследований, особенно на восточном борту бассейна. Оценки генезиса углеводородов в указанном регионе оцениваются как существенные для развития нефтегазовой отрасли, выставляя направления для последующих геологоразведочных работ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: пиролиз, кероген, Rock-Eval, нефтегазоносный бассейн, Прикаспийской впадины, нефтематеринских пород.

ӨРІКТАУ КЕН ОРНЫНЫҢ ТАУ ЖЫНЫСТАРЫНЫҢ ГЕНЕРАТИВТІ ПОТЕНЦИАЛЫ

Р.К. МАДИШЕВА¹, PhD, доцент м.а., rimma_kz@mail.ru

Г.М. ЖЕКСЕНБАЕВА¹, докторант, gulmira_zh91@mail.ru

Р.К. ӘДИЛХАНОВ¹, докторант, rkbnm82@mail.ru

А.Б. ДЕМЕУОВА¹, докторант, Akmaral79_79@mail.ru

М.Б. ИСМАҒҰЛОВ², «Урихтау Оперейтинг» ЖШС өндіріс жөніндегі директоры,
m.ismagulov@urikhtau.kz

А.М. ОСПАНОВ¹, докторант, a.ospanov@kstu.kz

¹«ӘБІЛҚАС САҒЫНОВ АТЫНДАҒЫ ҚАРАҒАНДЫ ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ» КЕАҚ
Қазақстан Республикасы, 100027, Қарағанды қ., Н. Назарбаев даңғылы, 56

²«УРИХТАУ ОПЕРЕЙТИНГ» ЖШС
Қазақстан Республикасы, 030000, Ақтөбе қ., Әбілхайыр хан даңғылы, 10

Бұл мақала көмірсутектерді өндіру үшін жоғары температура мен қысымның әсерінен жер қойнауындағы органикалық заттарды түрлендіру процестерін зерттеуге арналған. Көмірсутектердің пайда болу дәрежесін анықтау және тау жыныстарының мұнай өндіру әлеуетін бағалау үшін Rock-Eval құралында пиролиз әдісін қолдануға баса назар аударылады. Зерттеу Каспий маңы мұнай-газ бассейні жынысындағы кероген мен көмірсутектердің құрамын анықтаудағы жалпы органикалық көміртегі (ТОС) параметрінің негізгі рөлін көрсетеді. Шұңқырдың геологиялық құрылымы, әсіресе бассейнің шығыс жағында, перспективалы зерттеу аймақтарын түсінудің маңызды факторы ретінде белгіленеді. Аталған өңірдегі көмірсутектер генезисін бағалау кейінгі геологиялық барлау жұмыстарына бағыттар қоя отырып, мұнай-газ саласын дамыту үшін маңызды деп бағаланады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: пиролиз, кероген, Rock-Eval, мұнай-газ бассейні, Каспий маңы ойпаы, мұнай-аналық жыныстар.

GENERATIVE POTENTIAL OF ROCKS
OF THE URIKHTAU DEPOSIT

R.K. MADISHEVA¹, Acting Associate Professor, PhD, rimma_kz@mail.ru

G.M. ZHEXENBAEVA¹, Doctoral student, gulmira_zh91@mail.ru

A.B. DEMEUOVA¹, Doctoral student, Akmaral79_79@mail.ru

R.K. ADILKHANOV¹, Doctoral student, rkbnm82@mail.ru

M.B. ISMAGULOV², «Urikhtau Operating» LLP Director of Production,
m.ismagulov@urikhtau.kz

A.M. OSPANOV¹, Doctoral student, a.ospanov@kstu.kz

¹KARAGANDA TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER ABYLKAS SAGINOV,
Avenue Nazarbayev 56, Karagandy, 100027, Republic of Kazakhstan

²URIKHTAU OPERATING LLP,
Avenue Abulkhair-Khan 10, Aktobe, 030000, Republic of Kazakhstan

This article is devoted to the study of the processes of transformation of organic matter in the bowels of the earth under the influence of high temperatures and pressure in order to generate hydrocarbons. The main attention is paid to the use of the pyrolysis method on the Rock-Eval instrument to determine the degree of hydrocarbon generation and assess the oil-generating potential of the rock. The study highlights the key role of the total organic carbon (TOC) parameter in determining the content of kerogen and hydrocarbons in the rock of the Caspian oil and gas basin. The geological structure of the basin is also identified as an important factor for understanding promising research areas, especially on the eastern side of the basin. Estimates of the genesis of hydrocarbons in the specified region are assessed as essential for the development of the oil and gas industry, setting directions for subsequent exploration.

KEYWORDS: *pyrolysis, kerogen, Rock-Eval, Caspian basin, oil-bearing rocks.*

Введение. Преобразования осадочного органического вещества в недрах земли под влиянием температуры и давления дают начало генерации углеводородов и термического крекинга керогена, который, в свою очередь, выделяет углеводороды в свободное поровое пространство породы.

Пиролиз на инструменте Rock-Eval основывается на определении степени генерации углеводородов из образца породы путем стабильного нагрева и последующего определения типа органического вещества, его количества и степени зрелости, т.е. определения нефтегенерирующего потенциала изучаемой породы. Корректность результатов зависит от количества органического вещества в исследуемой породе.

Количество органического вещества в породе, кероген, а также присутствующие углеводороды в образце – определяются параметром Общего Органического Углерода (Total Organic Carbon – ТОС или $C_{орг}$). Для горючих сланцев значения ТОС около 2% считаются приемлемыми, а значения в 4% – отличными для производительности УВ. Известняки, как правило, имеют гораздо меньшие значения ТОС [1].

Геологическая характеристика. Прикаспийский нефтегазоносный бассейн является одним из крупнейших по запасам углеводородов в мире. На востоке Прикаспийская впадина контактирует со складчатыми сооружениями Урала и Мугалжар и отделяется от них системой разломов, главным из которых является Сакмаро-Кокпектинский. На севере и северо-западе геологическая граница впадины в

значительной своей части выходит за пределы территории Казахстана и фактическим ограничением зоны исследований является административная граница Казахстана с Российской Федерацией (рисунки 1). В то же время собственно Прикаспийская впадина на севере и северо-западе ограничивается системой разломов в нижних ярусах чехла, а по вышележащим секциям палеозойского разреза – характерной системой разновозрастных карбонатных уступов.

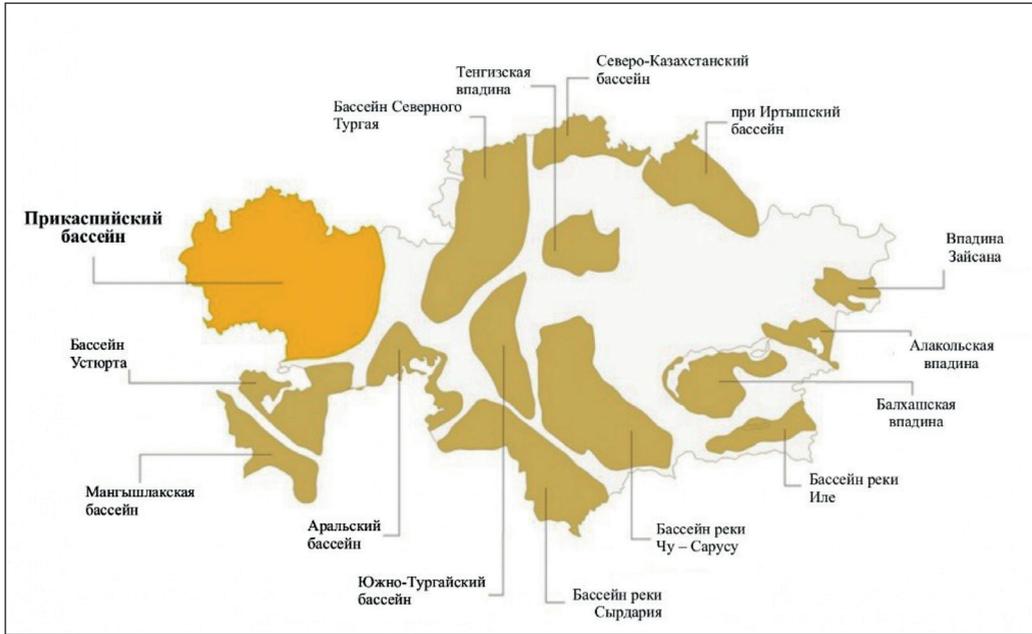


Рисунок 1 – Схема размещения осадочных бассейнов Казахстана; изменено. [2]

В пределах бассейна открыты такие гигантские месторождения, как Кашаган, Тенгиз на южном борту, и Карашыганак на северном борту. На восточном борту бассейна открыты и находятся в разработке крупные месторождения Жанажол, Кенкияк, Алибекмола, Кожасай и другие. Продуктивный разрез отложений восточного борта состоит из карбонатных и терригенных пород, относящихся к толщам КТ-III, КТ-II, МКТ и КТ-I [3].

В крупном плане весь разрез осадочного чехла снизу вверх можно подразделить на четыре мегакомплекса: додевонский (возможно досреднедевонский), девонско-раннепермский (докунгурский), кунгурско-казанский, мезокайнозойский (рисунки 2).

Первые два мегакомплекса образуют подсолевою часть разреза, которая характеризуется развитием резервуаров различного типа в карбонатных и терригенных породах, а также локальными и зональными флюидоупорами.

Третий мегакомплекс и, главным образом, его кунгурская соленосно-ангидритовая составляющая, является региональным флюидоупором, развитым практически по всей площади впадины и делящим осадочный чехол на подсолевою и надсолевою секции [3,4].

5-25%), доломиты известковые (кальцита 25-50%) и известковистые (кальцита 5-25%).

Коллекторами на месторождении являются известняки и доломиты. Нижний предел проницаемости – 0,2 мД. Нижний предел пористости для газовой части залежи – 6%, нефтяной – 7% [8,9].

Материалы и методы исследований. Геохимический метод Rock-Eval используется для определения и выделения в разрезе потенциально нефтематеринских пород путем создания палеотермических условий для генерации углеводородов. Так порошковый образец нагревается в потоке инертного газа при высоких температурах в течение 3 минут. Выделившиеся углеводороды регистрируются с помощью пламенно-ионизационного детектора (FID), формируя пики S_1 (термодесорбированные свободные углеводороды) и S_2 (углеводороды крекинга органического вещества). Эти параметры выдаются в виде пиков на монитор (рисунок 3).

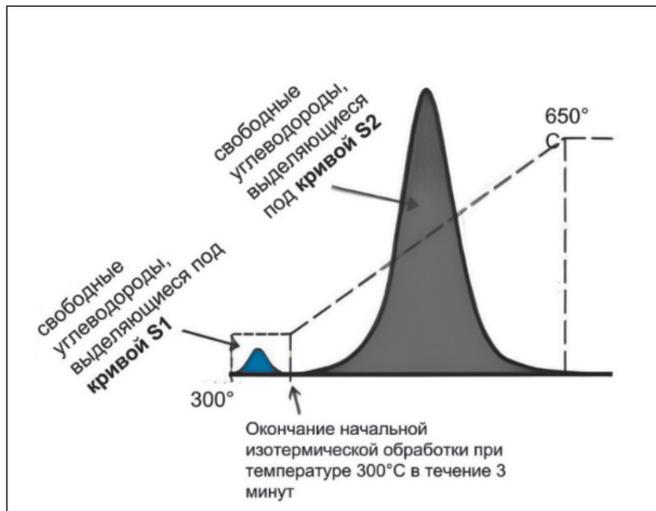


Рисунок 3 – Обобщенная диаграмма, показывающая пики оценки горных пород от S_1 до S_2

Количество органического углерода (Total Organic Carbon - TOC), определяемый при пиролизе, является ключевым фактором в способности породы генерировать углеводороды. TOC является показателем общего количества органических веществ, присутствующих в осадке. TOC критичен для оценки продуктивности материнской породы, так как углерод присутствует во всех органических веществах и определяет их потенциал для углеводородообразования [10].

Результаты и обсуждение. По основным параметрам TOC, S_1 и S_2 математически вычисляются такие параметры, как водородный индекс (Hydrogen Index – далее HI), кислородный индекс (Oxygen Index – далее OI), коэффициент продуктивности (Production Index – PI), а также количество пиролизуемого органического углерода (Pyrolysed Carbon – PC) и остаточного углерода (Remaining Carbon – RC), которые затем используются для определения типа керогена и исходного органического вещества породы [10,11].

Для оценки потенциала нефтегазоматеринских толщ необходимо учитывать значения TOC, которое позволяет сделать выводы о генерационном потенциале,

уровне зрелости и генетическом типе органического вещества. Высокие значения указывают на перспективные породы для разведки углеводородов, тогда как низкие значения свидетельствуют о низком потенциале таких пород. В дополнение к определению ТОС, количество генерируемых углеводородов, выделяемых во время термического пиролиза (параметр S_2) также важно для определения нефтепродуктивного потенциала породы [12].

В *таблице 1* представлена классификация богатства нефтематеринских пород, основанная на значениях ТОС, S_1 и S_2 [13].

Таблица 1 – Критерии ранжирования исходных пород и их богатства

Класс	ТОС, %	S_1 , мгУВ/г породы	S_2 , мгУВ/г породы
Бедные	<0.12 для корбаната <0.5 для сланца	<0.5	<2.5
удовлетворительные	0.12 – 0.25	0.5 – 1	2.5 – 5
хорошие	0.25 – 0.5	1 - 2	5 - 10
Очень хорошие	0.5 - 1	2 - 4	10 - 20
Отличные	>1	>20	-

Так, $ТОС < 0,12\%$, $S_1 < 0,5$ мгУВ/г и $S_2 < 2,5$ мгУВ/г указывает на низкий генерационный потенциал, низкий уровень зрелости и плохое качество органического вещества. При таких показателях порода содержит недостаточное количество органического вещества для значительной генерации УВ, органическое вещество либо не достигло стадии термальной зрелости, необходимой для генерации углеводородов, либо прошло эту стадию без значительной генерации и органическое вещество имеет низкое качество, что делает его менее способным к образованию значительных количеств УВ.

Обладая отличным потенциалом образования ($ТОС > 1\%$), порода содержит большое количество органического вещества, достаточное для превращения в углеводороды. Породы с высоким содержанием органического углерода могут образовывать значительные количества углеводородов при достижении необходимого уровня термической зрелости.

На *рисунке 4* представлены геохимические параметры ТОС, S_1 и S_2 месторождения Южный Урихтау, используемые для дифференциации нефтегазоматеринских пород в зависимости от величины генерационного потенциала.

В анализируемых 37 образцах керна значения ТОС варьируют от 0.02 до 0.9 и меняются с изменением глубины, параметр S_2 изменяется от 0.06 до 2.54, а параметр S_1 – от 0.02 до 2.57 мг углеводородов на грамм породы.

Так, согласно *таблице 1*, богатство исходных пород подавляющего количества проб относится к скудным и бедным, и лишь одна проба с глубины 3062.5 м по значениям ТОС обладает очень хорошим генерационным потенциалом.

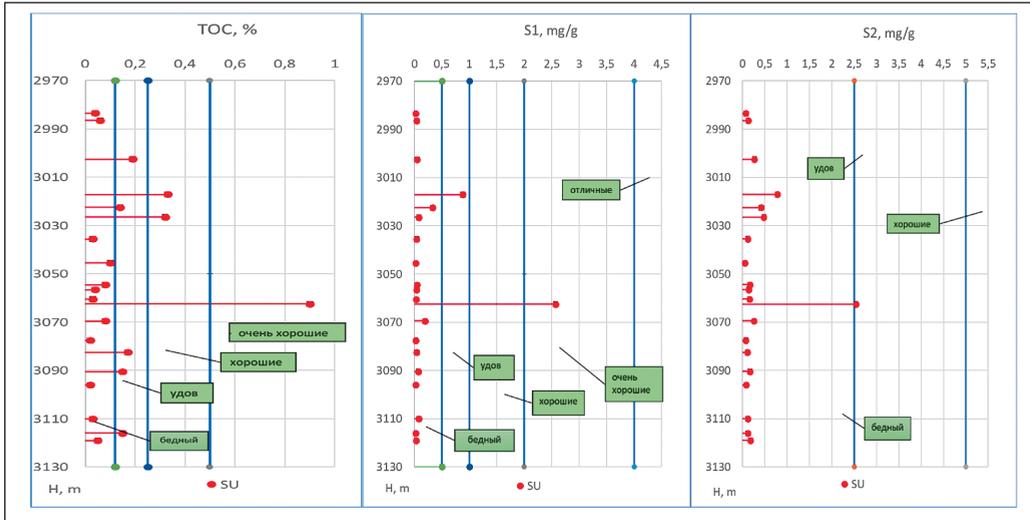


Рисунок 4 – Графики зависимости параметров от глубины

Распределение среднего содержания ТОС относительно суммы S_1 и S_2 представлено на *рисунке 5*. Представленная зависимость также свидетельствует о бедном генеративном потенциале большинства исследованных образцов.

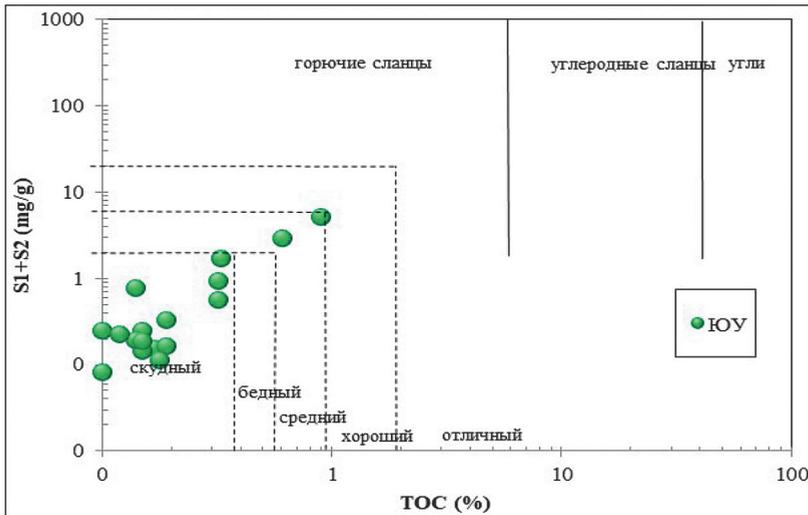


Рисунок 5 – График зависимости Органического Углерода ТОС от параметров S_1+S_2

Закключение и выводы. Пиролиз на инструменте Rock-Eval позволил определить степень генерации углеводородов из образца породы и оценить нефтегенерирующий потенциал изучаемой породы.

– Значения ТОС ниже 0.12 указывают на бедный генерационный потенциал исследованных образцов, тогда как две пробы, превышающие данное значение позволяют оценить их потенциал как бедный, и лишь у одной пробы с ТОС выше 0.5 генеративный потенциал является очень хорошим.

– Значения S_1 , S_2 и количества органического углерода коррелируют между собой, что также свидетельствует о бедном генерационном потенциале подавляющего числа исследованных образцов.

Изучение генезиса углеводородов в Прикаспийской впадине имеет огромное значение для дальнейшего развития нефтегазовой отрасли и определения перспективных направлений геологоразведочных работ. Эти исследования могут способствовать выявлению новых месторождений и оптимизации процессов добычи углеводородов в данном регионе. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Баженова Т.К. Элементы региональной органической геохимии и отдельный прогноз нефте- и газоносности регионов // Георесурсы. – 2021. – №23(2). – С. 35–43. [Bazhenova T.K. Elementy regional'noj organicheskoy geohimii i razdel'nyj prognoz nefte- i gazonosnosti regionov // Georesursy. – 2021. – №23(2). – S. 35–43.] https://geors.ru/media/pdf/03_Bazhenova.pdf
- 2 Ажгалиев Д.К., Исказиев К., Карабалин У. Комплексное изучение осадочных бассейнов – основа эффективного прогноза нефтегазоносности новых территорий // Petroleum. – 2013. – №6(84). – С. 22-28. [Azhgaliev D.K., Iskaziev K., Karabalin U. Kompleksnoe izuchenie osadochnyh bassejnov – osnova effektivnogo prognoza neftegazonosnosti novyh territorij // Petroleum. – 2013. – №6(84). – S. 22-28.] <https://www.petroleumjournal.kz/index.php?p=article&aid1=42&aid2=207&id=476&outlang=1>
- 3 Жолтаев Ж., Кулумбетова Г.Е., Характеристика карбонатных и терригенных подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2019. - №98. – С. 65-77. [Zholtaev Zh., Kulumbetova G.E., Harakteristika karbonatnyh i terrigenykh podsolevykh otlozhenij vostoka Prikaspijskoj vpadiny // Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya. – 2019. - №98. – S. 65-77.] <https://repository.geologyscience.ru/bitstream/handle/123456789/14469/p6.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- 4 Даукеев С.Ж., Ужкенов Б.С., Абдулин А.А., Беспаяев Х.А., Вотсалеvский Е.С., Любецкий В.Н., Мазуров А.К., Мирошниченко Л.А. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана // Нефть и газ. – 2002. №3. – С. 248. [Daukeev S.Zh., Uzhkenov B.S., Abdulin A.A., Bespaev H.A., Votsalevskij E.S., Lyubeckij V.N., Mazurov A.K., Miroshnichenko L.A. Glubinnoe stroenie i mineral'nye resursy Kazahstana // Neft' i gaz. - 2002. №3. – S. 248.] <https://reallib.org/reader?file=660326>
- 5 Надиров Н.К., Уразгалиев Б.У., Турков О.С. и др. Подсолевые нефти Прикаспийской впадины. – Алматы: Наука, 1983. – С. 304. [Nadirov N.K., Urazgaliev B.U., Turkov O.S. i dr. Podsolevye nefti Prikaspijskoj vpadiny. – Almaty: Nauka, 1983. – S. 304.] <https://search.rsl.ru/ru/record/01001134491>
- 6 Булекбаев З.Е., Воцалевский Э.С., Искужиев Б.А., Камалов С.М., Коростышевский М.Н., Куандыков Б.М., Куантаев Н.Е., Марченко О.Н., Матлошинский Н.Г., Нажметдинов А.Ш., Филипьев Г.П., Шабатин И.В., Шахабаев Р.С., Шудабаев К.С. Месторождения нефти и газа Казахстана. – Алматы: Справочник, 1996. – С. 325. [Bulekbaev Z.E., Vocalevskij E.S., Iskuzhiev B.A., Kamalov S.M., Korostyshevskij M.N., Kuandykov B.M., Kuantaev N.E., Marchenko O.N., Matloshinskij N.G., Nazhmetdinov A.SH., Filip'ev G.P., SHabatin I.V., SHahabaev R.S., SHudabaev K.S. Mestorozhdeniya nefti i gaza Kazahstana. – Almaty: Spravochnik, 1996. – S. 325.] <https://www.geokniga.org/books/13580>
- 7 Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. - Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. –

- С. 342. [Glumov I.F., Malovickij YA.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspijskogo morya. - Moskva: ООО «Nedra-Biznescentr», 2004. – С. 342.] <https://www.geokniga.org/books/2664>
- 8 Турков О.С. К методике поисков нефтегазовых залежей в подсолевых отложениях прикаспийской впадины // Нефть и Газ. - 2020. - №6(120). – С. 20–34. [Turkov O.S. K metodike poiskov neftegazovoyh zalezhej v podsolevyh otlozheniyah prikaspijskoj vpadiny. // Neft' i Gaz. - 2020. - №6(120). – С. 20–34.] http://neft-gas.kz/f/os_turkov.pdf
 - 9 Ескожа Б.А., Воронов Г.В., Куантаев Н.Е. Перспективы нефтегазоносности триасовых отложений прикаспийской впадины. // Нефть и Газ. Алматы, - 2021. - №3(123). – С. 67–82. [Eskozha B.A., Voronov G.V., Kuantaev N.E. Perspektivy neftegazonosnosti triasovyh otlozhenij prikaspijskoj vpadiny. // Neft' i Gaz. – 2021. - №3(123). – С. 67–82.] http://neft-gas.kz/f/gv_voronov_ne_kuantaev_ba_eskozha_1.pdf
 - 10 Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. - Москва: Мир, 1981. – С. 504. [Tisso B., Vel'te D. Obrazovanie i rasprostranenie nefti. - Moskva: – Mir, 1981. – С. 504.] <https://reallib.org/reader?file=542371&pg=2>
 - 11 Брунет М.Ф., Волож И.А., Антипов М.П., Лобковский Л.И. Геодинамическая эволюция Прикаспийского бассейна (Казахстан) на участке с севера на юг // Тектонофизика. – 1999. – №313(1). – С. 85–106. [Brunet M.F., Volozh I.A., Antipov M.P., Lobkovskij L.I. Geodinamicheskaya evolyuciya Prikaspijskogo bassejna (Kazahstan) na uchastke s severa na yug // Tektonofizika. – 1999. – №313(1). – С. 85–106.] https://www.researchgate.net/publication/248242225_The_geodynamic_evolution_of_the_Precaspian_Basin_Kazakhstan_along_a_north-south_section
 - 12 Madisheva R.K., Portnov V.S., Amangeldiyeva G.B., Demeuova A.B., Seitkhaziyev Y.S., Azhgaliev D.K. Geochemical prerequisites for the formation of oil and gas accumulation zones in the South Turgay basin, Kazakhstan // Acta Geochimica. - 2024. - №43. – С. 520-534. <https://doi.org/10.1007/s11631-023-00660-4>
 - 13 Edwin I. Egbobawaye. Petroleum Source-Rock Evaluation and Hydrocarbon Potential in Montney Formation Unconventional Reservoir, Northeastern British Columbia, Canada // Natural Resources. – 2017. - №8(11). – С. 716-756. https://www.researchgate.net/publication/321390305_Petroleum_Source-Rock_Evaluation_and_Hydrocarbon_Potential_in_Montney_Formation_Unconventional_Reservoir_Northeastern_British_Columbia_Canada